

Liberalisierung der elektrischen Energieversorgung aus technischer Sicht

Leonhard, Werner

Veröffentlicht in:
Jahrbuch 2000 der Braunschweigischen
Wissenschaftlichen Gesellschaft, S.103-128



J. Cramer Verlag, Braunschweig

WERNER LEONHARD, Braunschweig*

Liberalisierung der elektrischen Energieversorgung aus technischer Sicht

1. Struktur der elektrischen Energieversorgung

Das heutige elektrische Versorgungsnetz mit überlagerten Spannungsebenen ist das Ergebnis einer Entwicklung der letzten 100 Jahre, in deren Verlauf städtische Inselnetze zu regionalen und nationalen Netzen und schließlich zu einem kontinentalen Verbundnetz zusammengewachsen sind [4]. Die treibenden Kräfte waren die dadurch verbesserten Möglichkeiten des überregionalen Leistungsaustausches angesichts eines tageszeitlich und saisonal schwankenden Verbrauchs, der Ausgleich von Zeitverschiebungen und die Nutzung ortsgebundener Energiequellen, vor allem aber die Hilfestellung bei nicht vorhersehbaren Störungen, etwa durch atmosphärische Einflüsse oder betriebliche Ausfälle.

Während das Hochspannungsnetz (220 und 380 kV) heute europaweit, von Spanien bis Dänemark, Polen und Sizilien, verbunden ist, sind die Verteilungsnetze (unter 110 kV)

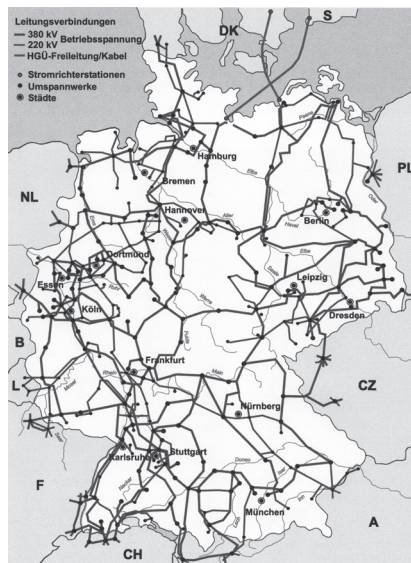


Abb. 1: Deutsches Verbundnetz



Abb. 2: EVU Versorgungsgebiete

* Vortrag gehalten beim Kolloquium anlässlich der Jahresversammlung der Braunschweigischen Wissenschaftlichen Gesellschaft am 09. Juni 2000.

regional getrennt, sie wurden bisher von den regionalen Energieversorgungsunternehmen (EVU) beliefert. Die deutschen EVU waren vertikal integriert, sie lieferten die selbst erzeugte oder aus dem Hochspannungsnetz bezogene elektrische Energie unmittelbar oder über hunderte von Verteilungsunternehmen an die in ihren Versorgungsgebieten befindlichen Verbraucher; diese mußten die Energie von dem für ihr Gebiet zuständigen EVU beziehen, das im Gegenzug aber zur Versorgung verpflichtet war.

Da es wirtschaftlich unsinnig wäre, parallele Verteilungsnetze zu errichten, entspricht dies einer natürlichen Monopolstruktur, ähnlich wie bei der leitungsgeführten Wasser- oder Gasversorgung. Eine Ausnahme bildet das Hochspannungsnetz der Bundesbahn, das wegen technischer Probleme bei Bahnantrieben seit den 20er Jahren eine niedrigere Frequenz verwendet. Ein EVU kann auch Kraftwerke außerhalb seines Versorgungsgebiets betreiben, etwa die Pumpspeicherwerke des RWE in Österreich; der Betrieb am Hochspannungsnetz und die Verrechnung erfolgen dabei so, als befänden sich die Kraftwerke im eigenen Versorgungsgebiet.

Verteilungsnetzbetreiber oder größere Industrieunternehmen haben oft eine eigene Erzeugung, z.B. Stadtwerke mit einem Fernheiznetz (Kraft-Wärme-Kopplung) oder Papierfabriken mit ihrem großen Bedarf an Heißdampf, dessen Entnahme aus dem thermischen Kraftwerksprozess eine besonders gute Nutzung der Primärenergie ermöglicht. Außerdem gibt es zahlreiche EVU-unabhängige Erzeuger (Windfarmen, Wasserkraftwerke kleinerer Leistung), die gewöhnlich in die Mittelspannungs-Verteilnetze einspeisen.

Den Verteilungsnetzbetreibern und damit den EVU waren wegen des Gebietsmonopols ihre wichtigsten Kunden und deren voraussichtlicher Bedarf bekannt, sodaß sehr gute

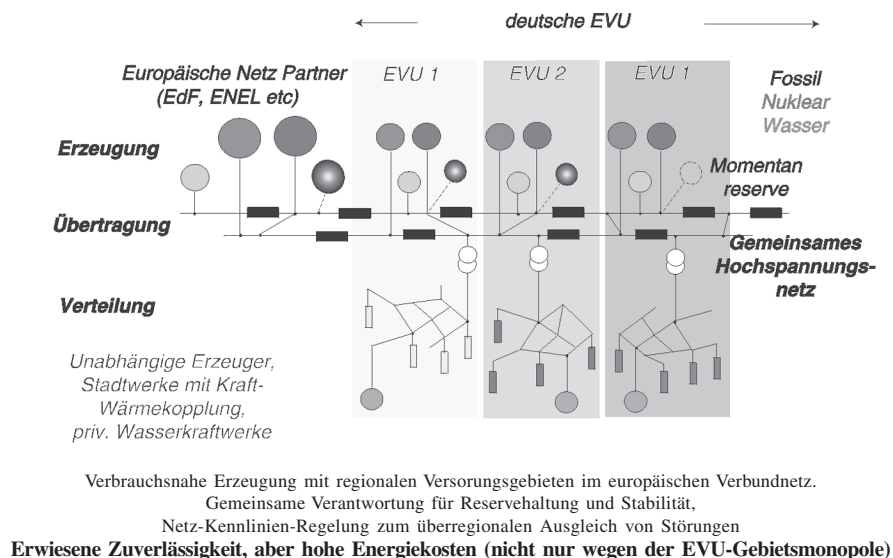


Abb. 3: Bisherige vertikale Struktur der elektrischen Energieversorgung in Deutschland

tägliche und saisonale Prognosen des voraussichtlichen Bedarfs möglich waren. Dies erleichterte die Einsatzplanung der Kraftwerke (ein großes Dampfkraftwerk braucht mehrere Stunden, um aus dem kalten Zustand auf volle Leistung zu kommen) und den Austausch mit anderen EVU, etwa als Ersatz für die bei den regelmäßigen Revisionen größerer Einheiten fehlenden Leistungen; der Einsatz der verschiedenen Energiequellen (Wasserkraftwerke ohne und mit Speicher, Gas- oder Kohle-Kraftwerke ohne oder mit Wärmeauskopplung, Kernkraftwerke, Energiebezug oder Export) mit ihren zeitlichen und mengenmäßigen Beschränkungen erfordert außerdem eine vorausschauende kosten- und emissionsbezogene Optimierung.

Trotz sehr genauer Prognosemodelle, die auch die Witterung und den Zusatzbedarf bei besonderen Anlässen, etwa Großveranstaltungen und Fernsehen, berücksichtigen – die Vielzahl der Kleinverbraucher wird durch synthetische Verfahren geschätzt – verbleiben nicht vorhersehbare Abweichungen der Verbraucherleistung, die durch Anpassung der Erzeugung sofort gedeckt werden müssen, da ein Leistungsdefizit in Sekunden zum Absinken, ein Überschuß zum Ansteigen der gemeinsamen Netzfrequenz führt. Die Spannungen im Netz sind dagegen lokale Größen, die dennoch für die Stabilität der Übertragung wichtig sind; sie werden über die generatorseitige Blindleistungszufuhr, Kompensatoren und Transformator-Stufenschalter geregelt.

Die Anpassung der Erzeugerleistung an den schwankenden Verbrauch geschieht zunächst über die sog. Primärregelung jedes Kraftwerksblockes, indem die vom Drehzahlregler angeforderte und z.B. durch Verstellung der Turbinen-Einlaßventile veränderte Leistung nach einer im Idealfall linearen Statik-Kennlinie von der überall im Netz erfaßbaren Frequenzabweichung abhängig gemacht wird; damit liefert jeder Generator einen seiner Größe entsprechenden Leistungsbeitrag zur Frequenzhaltung, ohne daß die Generatoren, außer über die Netzfrequenz, miteinander in Verbindung stehen. Der Drehzahlregler dient außerdem zum Schutz, z.B. gegen Überdrehzahl bei Trennung des Generators vom Netz. Wegen der proportional wirkenden Drehzahlregler führen Laständerungen im Netz (nach 10-20 s) zu kleinen stationären Frequenzänderungen, die in einem langsameren Zeitmaßstab durch überlagerte Sekundär- oder Netzregler ausgeglichen werden müssen, um den angestrebten Leistungsfluß im Netz wiederherzustellen [3].

In jedem Netzregelgebiet (EVU) werden hierzu die nach Abklingen der Primär-Regelvorgänge verbleibenden Änderungen der sog. Gebiets-Regelfehler als Linearkombinationen der Frequenzabweichung und der Gebiets-Exportleistungen bestimmt. Sie erlauben das Erkennen von Regelgebieten mit (unter Berücksichtigung der vereinbarten Austauschleistungen) nicht ausgeglichener Leistungsbilanz, worauf die zugehörigen integrierenden Netz- oder Sekundärregler innerhalb von etwa 15 min durch Einsatz von Sekundär-Reserveleistung aus Regelkraftwerken für Abhilfe sorgen müssen. Die kurzzeitige Nachbarschaftshilfe über die Primärregelung und die anschließende Netzfrequenz-Regelung mit überregionalem Ausgleich sind bewährte Grundverfahren des Verbundbetriebes, sie finden sich auch im liberalisierten System wieder.

Wenn an irgendeiner Stelle des Netzes, etwa aus einer größeren Windfarm, spontan zusätzliche Wirkleistung eingespeist wird, führt dies über die Primärregelung zunächst zu einer (sehr) kleinen Frequenzänderung im gesamten Netz und damit zu einer Verteilung

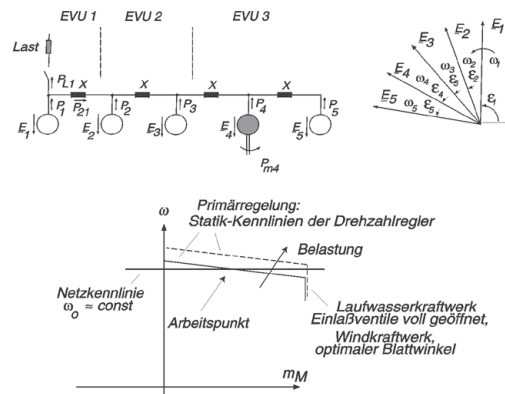


Abb. 4: Primärregelung eines Generators

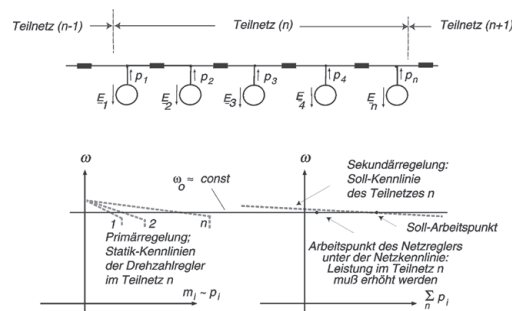


Abb. 5: Sekundärregelung eines Teilnetzes

der eingespeisten Leistung auf alle Generatoren, deren Drehzahlregler die Frequenzänderung erfassen; die Auflösungsgrenze digitaler Drehzahlregler beträgt einige mHz. Anschließend lokalisieren die Netzregler anhand der Gebiets-Regelfehler das betroffene Regelgebiet und der zugehörige Netzregler sorgt über die Regelkraftwerke für einen Ausgleich der unplanmäßigen Einspeisung; im Endzustand drängt die Windleistung also die Regelkraftwerke des von der Einspeisung betroffenen Gebietes in den Teillastbereich.

Da die Leistung eines primärregerten Generators mit der Netzfrequenz schwankt, muß er über eine gewisse Leistungsreserve verfügen, er darf also nicht voll belastet sein, was z.B. bei Dampfkraftwerken durch eine Öffnungsreserve der Ventile oder einen Eingriff in den Kondensatorkreislauf erreicht wird; Ausnahmen sind Laufwasserkraftwerke ohne Speicher, wo das gesamte zufließende Wasser durch die Turbine geleitet werden soll oder Windkraftanlagen, die windgeführt mit optimalen Blattwinkeln und maximaler Leistung betrieben werden. Regelungsbedingte Leistungsschwankungen reduzieren naturgemäß den

Wirkungsgrad und die Lebensdauer der Anlagen, weshalb sie beim Kraftwerksbetreiber an sich unerwünscht sind. Solange aber Kraftwerks- und Netzbetrieb in einer Hand waren, hat man dies im übergeordneten Interesse der Frequenzhaltung und Stabilität des Netzbetriebs toleriert; nach erfolgter Liberalisierung muß die Einhaltung solcher Regeln durch den Energieverbund überwacht und gegebenenfalls erzwungen werden.

Die für die Primärregelung notwendige momentane Leistungsreserve im europäischen Netz mit einer maximalen Leistung von etwa 350 GW beträgt etwa 3 GW, sie wird den verschiedenen Verbundpartnern entsprechend ihren Leistungsanteilen zugeteilt; auf alle deutschen EVU entfallen knapp 1000 MW. Damit lassen sich erfahrungsgemäß nach dem (n-1) Prinzip Störungen abdecken, wenn der größte vorhandene Generator oder Transformator oder eine große Leitung unerwartet ausfallen sollten; allerdings bleibt unberücksichtigt, daß mehrere Störungen gleichzeitig auftreten können. So kam es z.B., verursacht durch Spannungsabsenkungen im west-französischen Netz, am 12.1.87 witterungsbedingt zu Abschaltungen mit Folge-Ausfällen, was schließlich zu einem Leistungsdefizit von etwa 9000 MW führte. Die maximale Frequenzabsenkung betrug etwa 0.5 Hz (1 %), bis die Sekundärregelung die nötigen Reserven mobilisiert hatte; das Verbundnetz hat also eine beachtliche Robustheit, es stellt mit seinen tausenden verteilt einspeisenden Generatoren ein völlig dezentrales Energieversorgungssystem da.

2. Betrieb des Übertragungsetzes nach erfolgter Liberalisierung, Grid Code 2000

Obwohl es sich bei der Zuordnung der Versorgungsgebiete zu den EVU nicht um die willkürliche Aufteilung des Energiemarktes, sondern um ein durch hohe Infrastrukturkosten bedingtes natürliches Monopol handelt, hat man die in Europa vergleichsweise hohen Strompreise in der Öffentlichkeit als Ergebnis eines Mißbrauchs monopolartiger Strukturen hingestellt. In Wahrheit wurden die Strompreise mindestens ebenso sehr durch

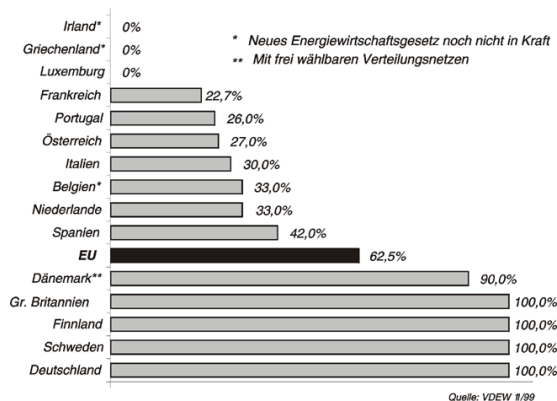
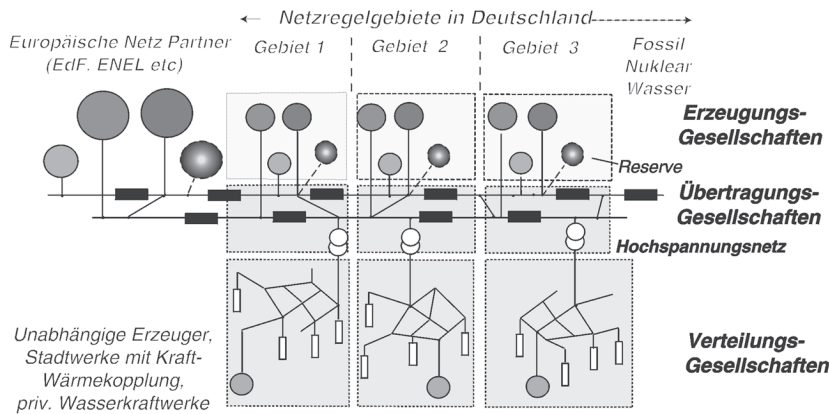


Abb. 6: Stand der Liberalisierung in verschiedenen Ländern

staatliche Auflagen hinsichtlich der zu gewährleistenden hohen Versorgungssicherheit und der Reduktion der Schadstoffemissionen, durch Fördermaßnahmen für den Kohleabsatz und erneuerbare Energien, ferner durch die Heranziehung der Stadtwerke zur Finanzierung kommunaler Infrastruktur in die Höhe getrieben. Da Monopole generell als Verstoß gegen eine liberale Wirtschaftsordnung gelten, hat sich auch die europäische Kommission mit diesem Thema befaßt und 1997



Liberalisierung der Energieversorgung:
Auflösung der Versorgungsgebiete und Gründung getrennter und im Wettbewerb stehender Gesellschaften für Erzeugung, Übertragung und Verteilung:
 Wegen verzögerter Investitionen, ungenügender Wartung und Personaleinsparungen kann die Versorgungssicherheit abnehmen.

Abb. 7: Struktur des liberalisierten Versorgungssystems

eine Richtlinie „Elektrizität“ zur Liberalisierung der Strommärkte erlassen, die von den Mitglied-Staaten umzusetzen waren. (Gas- und Wasserversorgung sind in Vorbereitung). Während Länder mit staatlichen Energiemonopolen (Frankreich, Italien) auf langjährigen Übergangszeiten bestanden, wurde in Deutschland bereits im April 1998 ein Energie-Wirtschaftsgesetz verabschiedet und ohne Zwischenschritte innerhalb kürzester Zeit umgesetzt. In England hat man sich für die Umstellung 10 Jahre Zeit gelassen, auch in USA ist die Energieversorgung erst teilweise liberalisiert, während bei uns wirtschaftlicher Druck auf die EVU wohl dazu diente, Zugeständnisse beim „Atom-Ausstieg“ zu erreichen. Durch das Gesetz wird die bisherige vertikale Struktur der EVU zur Energie-Erzeugung und -Verteilung in den Versorgungsgebieten aufgelöst; diese bleiben zwar Netz-Regelgebiete, verschwinden aber als Versorgungsmonopole. Damit entstehen drei horizontale Schichten:

- eine Vielzahl (hunderte) von **Energielieferanten**, wobei jedes Kraftwerk, im Prinzip jeder Generator, eine wirtschaftliche Einheit darstellen kann. Zu den heutigen Kraftwerken treten sog. unabhängige Erzeuger (independent power producer, IPP), die irgendwo ins Verbundnetz einspeisen und das Netz lediglich zur Durchleitung nutzen.
- das internationale **Hochspannungsverbundnetz**, wo die bisherigen EVU, nun Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) genannt, für ihre Regelgebiete verantwortlich bleiben und in Kooperation mit den übrigen ÜNB für die Stabilität des Verbundnetzes und die Frequenzhaltung sorgen. Die während der Übergangszeit noch vertikal integrierten staatlichen EVU (EdF und ENEL) sind weiterhin Verbundpartner (und neuerdings Konkurrenten).

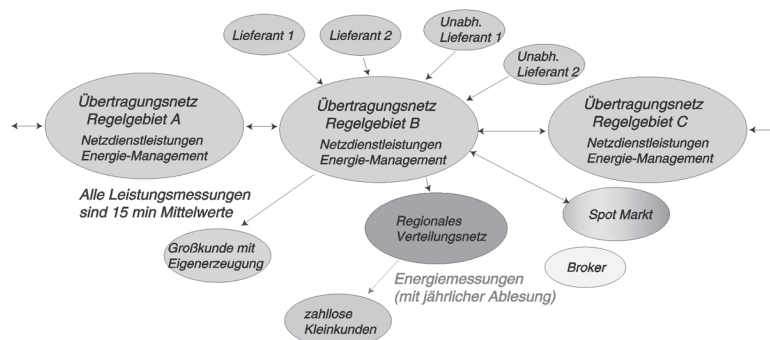
- eine Vielzahl (hunderte) von unabhängigen **Verteilungsnetzbetreibern**, industriellen Großkunden, Stadtwerken usw., die Strom zu den jeweils günstigsten Bedingungen aus dem Übertragungsnetz beziehen, teilweise auch selbst Strom erzeugen und weiterverkaufen. Die Lieferverträge zwischen den Erzeugern und Verbrauchern kommen entweder direkt oder über Stromhändler zustande, die sich vorzugsweise auf einen an den Energiebörsen im Internet abgewickelten kurzfristigen Spot-Markt stützen.

Während die zwischen Lieferanten, Übertragungsnetzbetreibern und industriellen Verbrauchern übertragenen Leistungen als 15 min-Mittelwerte erfaßt und weiterverarbeitet werden, sind alle die Primär- und Sekundärregelung betreffenden Signale wegen der viel schnelleren Netzdynamik natürlich möglichst unverzüglich zu verarbeiten.

Im Endzustand verfügen die ÜNB über keine Kraftwerke mehr, die die Netzdynamik im Kurzzeitbereich bestimmen; sie haben lediglich vertraglich gebundene Lieferanten, die die Energie über das Netz zu wechselnden Abnehmern transportieren wollen, außerdem bestehen Verträge mit externen Partnern, wiederum Energielieferanten, anderen ÜNB oder IPP, die sich verpflichtet haben, die zur Stützung des Netzes erforderliche Regel- und Reserveleistung (Wirk- und Blindleistung) bereitzustellen.

Da ein Verbundnetz bei Ausfall wichtiger Übertragungsleitungen oder großer Generatoren sehr schnell seinen Stabilitätsbereich verlassen und nach lokalen Überlastungen und Folgeabschaltungen in Inselnetze zerfallen, d.h. „zusammenbrechen“, kann, muß sich erst noch zeigen, ob externe Verträge einen vollwertigen Ersatz für eigene Kraftwerke bieten,

Alle Liefernetze müssen für den Zugang zum Verbund technische Vorleistungen erfüllen



Jeder Lieferant meldet dem Betreiber des Übertragungsnetzes (ÜNB) bis 14.30 den am Folgetag für seine Kunden geplanten Leistungsverlauf an der Verbundschnittstelle (15 min.-Mittelwerte).

Abweichungen werden vom Netzbetreiber durch aktualisierte Anforderungen korrigiert.

Bei Kleinkunden ohne Leistungsmessung dienen synthetische Lastprofile unter Verwendung früherer Energie-Verbrauchswerte zur Vorhersage; Rest-Abweichungen werden verrechnet.

Da Abweichungen unvermeidlich sind, muß der Netzbetreiber mit Vertragspartnern für momentanen Ausgleich sorgen, um die Stabilität zu sichern; dies ist Teil der sog. System-Dienstleistungen.

Eine Folge dieses Energiemanagements ist die Aufblähung des Datenverkehrs (mit Störungspotential)

Abb. 8: Energiemanagement im liberalisierten System

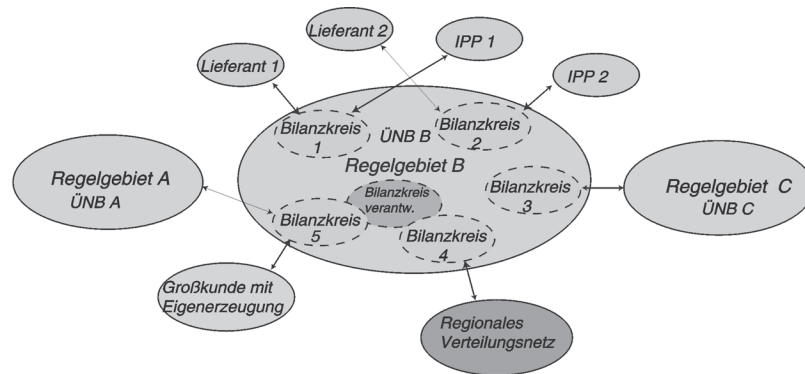


Abb. 9: Einführung von Bilanzkreisen zur Vereinfachung des Energiehandels

deren betrieblicher Zustand dem Netzbetreiber jederzeit bekannt war und die zur Verfügung standen, um alle vertretbaren Leistungsvorgaben im Notfall sofort auszuführen; bei verzögerter oder ungenügender Lieferung von Reserveleistung kann man zwar nachträglich Schadensersatzprozesse führen, eine möglicherweise eingetretene Netzstörung mit ihren Folgeschäden aber nicht rückgängig machen. Dies erscheint als die wesentliche Schwachstelle der jetzt verwirklichten Liberalisierung.

Ein wichtiger Unterschied zur früheren Situation ist, daß die ÜNB wegen der wechselnden und oft mehrere Gebietsgrenzen überschreitenden Transaktionen viele Endkunden mit ihren charakteristischen Daten nicht mehr kennen, was eine längerfristige Planung unmöglich macht. Das Problem verschärft sich noch, wenn das Kartellamt die EVU neuerdings sogar verpflichtet, auch die kurzfristig benötigte Reserveleistung europaweit auszuschreiben und das niedrigste Gebot zu berücksichtigen; da die Vermeidung eines Netzzusammenbruchs für einen Energielieferanten nicht die gleiche Dringlichkeit aufweist wie für einen Netzbetreiber, kann dies nur bedeuten, daß man bereit ist, im Interesse eines unbegrenzten Wettbewerbs auch Einschränkungen bei der Sicherheit der Energieversorgung hinzunehmen.

Während beim ursprünglichen Energiemanagement-Verfahren gemäß Grid Code 98 jeder Einzeltransfer melde- und genehmigungspflichtig war, hat man beim nun weiterentwickelten Grid Code 2000 sog. Bilanzkreise zur Vereinfachung des Energiehandels eingeführt [6,7]. Es handelt sich dabei um die rechnerische Zusammenfassung verschiedener (geographisch beliebig gelegener) Einspeise- und Entnahmestellen innerhalb eines Regelgebietes und die Saldierung der jedem Bilanzkreis zu- und abfließenden Leistungen, ähnlich Girokonten in einer Bank, wo Kunden Einzahlungen und Abhebungen vornehmen können; alle angemeldeten Leistungstransite sind deshalb in der Ursprungs- und Zieladresse durch Regelgebiet und Bilanzkreis gekennzeichnet. Umgekehrt muß jede Einspeise- und Entnahmestelle mindestens einem Bilanzkreis zugehören; bei Festlegung bestimmter Leistungsanteile kann eine Einspeisestelle, etwa eine Windfarm mit mehreren Eignern, auch mehreren Bilanzkreisen zugeordnet sein.

Bei den gegenwärtigen Energiemanagement-Konzepten für den Betrieb des Übertragungsnetzes ist vorgesehen, daß alle Lieferwilligen täglich bis 14.30 den ÜNB ihre Transitpläne $p_{m\mu,nv}(t)$ für den folgenden Tag in Form von 96 Viertelstunden-Mittelwerten melden, wobei μ den Ursprungs- und v den Ziel-Bilanzkreis des Leistungsflusses in den

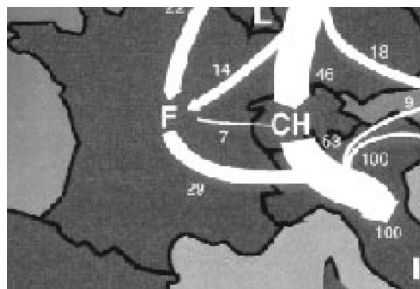


Abb. 10: Natürlicher Lastfluß im Netz

Regelgebieten m und n bedeutet; Quelle und Senke können im gleichen Regelgebiet liegen (interner Transit, $m = n$), sie können aber auch in verschiedenen, nicht notwendig benachbarten Regelgebieten liegen (externer Transit, Durchleitung, $m \neq n$). Mehrere Bilanzkreise innerhalb eines Regelgebietes können auch zusammengefaßt und von einem sog. Bilanzkreis-Verantwortlichen (BKV) koordiniert werden.

Anhand der täglich eingehenden Durchleitungswünsche (hunderte oder tausende) prüft jeder ÜNB, ob Überlastungen von Leitungstrassen zu befürchten sind; in diesem Fall kann

der geplante Transit aus nachprüfaren technischen Gründen, etwa wegen Leitungsengpässen, untersagt werden. Dabei ist zu beachten, daß eine vom Bilanzkreis $m\mu$ zum Bilanzkreis nv übertragene Leistung wegen der unterschiedlichen Leitungs-Impedanzen gewöhnlich einen anderen als den direkten Weg nimmt; im Bild 10 ist ein Rechenbeispiel gezeigt [1] wenn 100 MW vom RWE-Netz nach Italien übertragen werden sollen.

Da die Transite sich in ihrer Wirkung überlagern, setzen die zu erwartenden Leistungsverteilungen auf den Leitungen sich aus vielen Einzelübertragungen zusammen; die Überprüfung erfordert deshalb genaue und dem momentanen Zustand angepaßte Modelle des eigenen und der benachbarten Teilnetze. Bei größeren Leistungen genügt es also nicht, den ÜNB die Durchleitung einer bestimmten Energiemenge von m nach n zu melden; vielmehr ist es notwendig, den genauen Zeitverlauf der einzuspeisenden Leistung $p_{m\mu,nv,Plan}(t)$ in Form von 15 min.-Mittelwerten anzugeben. Abweichungen vom Fahrplan werden bei Überschreitung vereinbarter Toleranzen zwischen ÜNB und Bilanzkreis, bzw. dem Bilanzkreis-Verantwortlichen verrechnet; für Ersatzlieferungen gelten besondere Tarife.

Die Verwirklichung der angemeldeten Leistungstransite vom Ursprungs-Regelgebiet m zum Zielgebiet n ist Aufgabe der zugehörigen Netzregler. Dagegen bleiben die Netzkennlinien der übrigen von einem Transit betroffenen Regelgebiete unverändert, da sich dort die Importe und Exporte ausgleichen und die Netzregler nicht angeregt werden; anhand von Beispielen wird dies noch gezeigt. Natürlich gelten alle diese Überlegungen nur im stationären Zustand, wenn die Netz-Regelvorgänge abgeschlossen sind; bei zeitlich veränderlicher Durchleitung $p_{mn}(t)$ ist im Prinzip alle 15 min eine Neueinstellung der Netzregler erforderlich.

Die ineinander verschachtelten Regelgebiete des UCTE-Netzes sind im Bild 11 gezeigt; in Deutschland regeln die verschiedenen Gebiete gegenüber dem RWE-Netz und dieses regelt den Block „Deutschland“ gegenüber den europäischen Nachbarnetzen. Für jeden Netzregler werden Meßwerte der Leistungen auf allen gebietsüberschreitenden Kuppelleitungen benötigt.

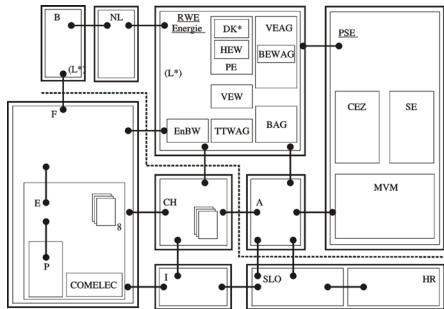


Abb. 11: Regelgebiete und ihre Zuordnung im Verbundnetz

Es ist nicht auszuschließen, daß der Stromhandel sich zeitweilig auf bestimmte Netzteile konzentriert und die dort verfügbaren Trassen nicht ausreichen, alle Wünsche zu erfüllen; dies ist etwa zwischen Deutschland und den Niederlanden der Fall, wo die Übertragungskapazitäten begrenzt und die Leitungen ständig ausgebucht sind. Sollten eines Tages z.B. slowakische Erzeuger ihre Strompreise um einige zehntel Pf/kWh senken, würden sich alle Stromhändler auf dieses Sonderangebot stürzen und die Verbindungen zu den Nachbarnetzen wären in kurzem belegt.

Da gemäß Energiewirtschaftsgesetz der diskriminierungsfreie Netzzugang für jeden anschlussfähigen Lieferanten gewährleistet sein soll, wird man zur Auswahl der bei drohender Überlastung zugelassenen Durchleitungen oder zur Rationierung der Übertragungskapazität dann zusätzliche Kriterien heranziehen müssen. Bei industriellen Verbrauchern wird es auch Verträge mit unterschiedlichen Tarifen geben, solche, die in jedem Fall erfüllt werden und andere, bei denen eine zeitweilige Abschaltung mit oder ohne Vorwarnung erlaubt ist. Wie die Erfahrungen in USA zeigen, werden liberalisierte Netze wegen der Kostenorientierung der Betreiber näher an ihren Auslegungsgrenzen betrieben, weshalb auch kleinere Störungen zu Netzzusammenbrüchen führen können; die Maßnahmen zur Kostensenkung durch aufgeschobene Investitionen und reduzierte Wartung tragen dazu bei, Abb. 12 [5].

Da der Energiehandel zu starken kurzfristigen Preisschwankungen führen kann, muß man sich die Situationen an einer Energiebörse so hektisch wie an anderen Börsen vorstellen;

im teilliberalisierten Netz in den USA wurden bei Energiemangel schon 7.5 \$/kWh gezahlt, um einen drohenden und in den Auswirkungen sehr teuren Netzzusammenbruch abzuwenden und an der Amsterdamer Strombörse sollen 7 DM/kWh erreicht worden sein. Inzwischen haben auch in Leipzig und Frankfurt Strombörsen ihre Tätigkeit aufgenommen.

In den USA hat sich auch gezeigt, daß ein umfangreicher Termin- oder Zwischenhandel entsteht, wo Energie als Termin-Handelsware mehrmals umgeschlagen

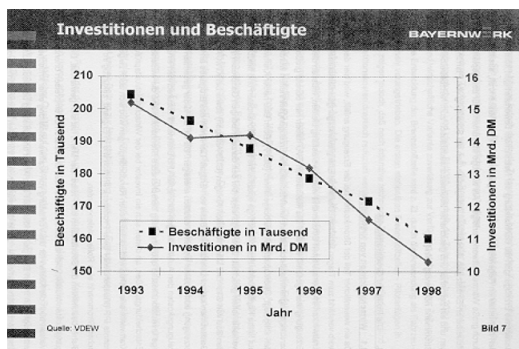


Abb. 12: Investitionen und Beschäftigung bei den deutschen EVU

wird, bevor sie sich in einer Einspeisung äußert. Für die ÜNB bedeutet all dies zusätzliche Unsicherheit bei der Planung des Netzbetriebs. Außerdem dringen die Stromhändler darauf, die Anmeldefrist für Stromtransite zu reduzieren, um dem Ziel eines Echtzeithandels näherzukommen, was nur mit zusätzlichen Einbußen an Sicherheit möglich ist. Dabei ist die Zuverlässigkeit der Energieversorgung aber ein ebenso wichtiges Kriterium für eine Standortbewertung wie niedrige Strompreise. Zeitgebundene Energie unterscheidet sich eben doch von anderer Handelsware, die man verlustlos lagern und meistbietend versteigern kann.

Die bisherige Diskussion läßt erkennen, daß die Liberalisierung der Energieversorgung nicht nur Vorteile in Form eines niedrigeren Strompreises für die Verbraucher erwarten läßt; auf seiten der Versorgungsunternehmen stehen dem die risikoreiche Planung und sehr viel komplexere Betriebsführung des Netzes bei reduzierten Investitionen gegenüber, außerdem eine enorme Zunahme der Datenverarbeitung.

Der Kostendruck auf die Versorgungsunternehmen, insbesondere auf Erzeuger mit hohen Fixkosten, wirkt sich schon jetzt in einer starken Zurückhaltung bei den Investitionen aus, kombiniert mit Personalabbau. Bei der geplanten weiteren Ausdehnung des Verbundnetzes nach Osten werden Billiganbieter mit geringeren Umweltauflagen verstärkt auf den Plan treten und die hiesigen Erzeuger mit ihren hohen Kosten in Bedrängnis bringen.

Die ausschließliche Betonung der Kostenseite kann außerdem falsche Signale aussenden; so wurden in England in den letzten Jahren nur noch Gas-Dampf-Kraftwerke gebaut, die zwar einen sehr hohen Wirkungsgrad haben und wenig CO₂ je kWh emittieren, außerdem schnell und mit niedrigen Baukosten errichtet werden können, bei denen aber das gegenwärtig noch billige Erdgas verbrannt wird, das eine nur wenig längere Reichweite als Erdöl hat und dessen Preis mittelfristig an den Ölpreis gekoppelt ist; niemand käme heute auf die Idee, in Europa in Erdöl-Kraftwerke zu investieren.

Auch ist offen, wie in einem liberalisierten Markt politische Gesichtspunkte der Förderung „guter“ und der Unterdrückung „böser“ Primärenergien durchgesetzt werden sollen, da doch alle Erzeuger über das Netz verbunden sind und man dem Strom seine Herkunft nicht ansieht; gegenwärtig wird eine Quotenregelung diskutiert, bei der jeder Erzeuger nachzuweisen hat, daß er einen Grenzwert bei der einen Primärenergie über- und bei einer anderen unterschreitet. Natürlich könnte ein solcher Plan aber nur im europäischen Rahmen verwirklicht werden.

Für Kleinkunden ohne Leistungsmessung, wo nur einmal im Jahr eine Zählerablesung erfolgt, wird die von den Lieferanten in das Übertragungsnetz einzuspeisende Leistung mit synthetischen Lastprofilen anhand der letzten Zählerablesung geschätzt und saldiert, Abb. 13. Die Lastprofile sind für unterschiedliche Klassen von Kleinverbrauchern definiert und werden für die verschiedenen Wochentage und Jahreszeiten angepaßt. Wegen der großen Zahl von Kleinverbrauchern gehen die entstehenden statistischen Differenzen im Rauschen unter, sie lassen sie sich aber unter bestimmten Bedingungen weiter reduzieren.

Während sich die Werbung der Erzeuger um industrielle Kunden nach dem Wegfall der Gebietsgrenzen meistens bilateral, d.h. unbemerkt von der Öffentlichkeit, vollzog, sind inzwischen öffentliche Kampagnen um Kleinkunden, vor allem Haushalte, entbrannt, die insgesamt etwa ein Viertel der elektrischen Energie abnehmen; dabei werden alle mögli-

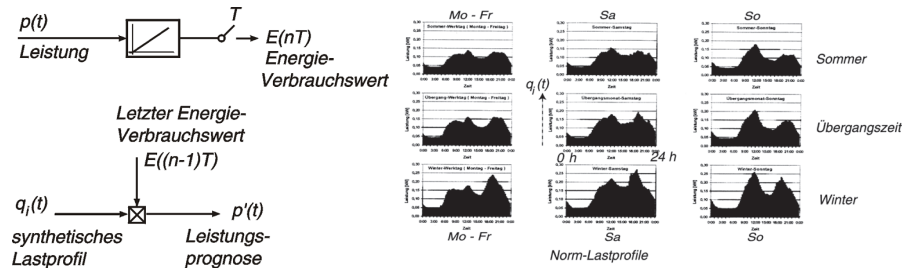


Abb. 13: Synthetische Verbrauchskurven für Kleinkunden

chen phantasievollen Tarife angeboten, die sich aber im mittleren Bereich (um 3000 kWh/Jahr) nur wenig unterscheiden, Abb. 14. Tarifparameter sind die Höhe der Grundgebühr und der kWh-Preis, außerdem die Vertragsdauer; bei manchen Tarifen wird auch ein bestimmter Anteil an erneuerbarer Primärenergie zugesichert. Bisherige Hinweise deuten auf eine Zurückhaltung der Kleinkunden, die vielleicht Sorge haben, als Wechsler zu einem auswärtigen Lieferanten bei der Wartung und in Störfällen benachteiligt zu werden; weniger als 2% der Kleinkunden sollen bisher den Lieferanten gewechselt haben.

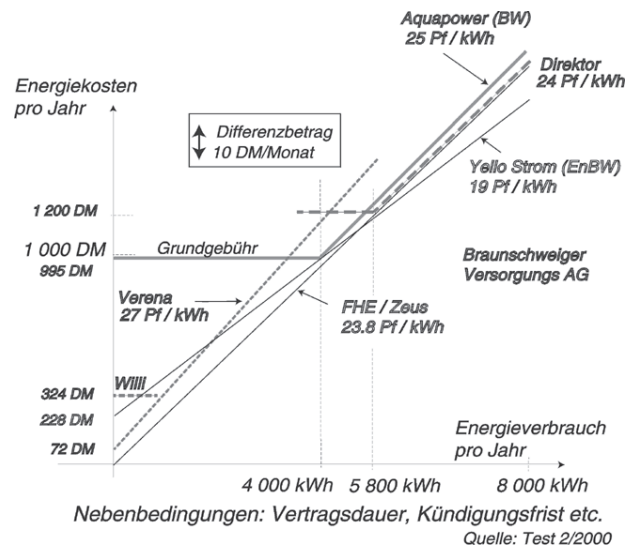


Abb. 14: Stromtarife für Haushaltskunden

3. Das Übertragungsnetz als dynamisches System

Bisher wurde vereinfachend angenommen, daß es sich bei der Energieübertragung im Drehstromnetz um einen statischen Vorgang handelt, wo die an irgendeiner Stelle eingespeiste Leistung an einer beliebigen anderen Stelle abzüglich geringer Verluste wieder entnommen werden kann. (Eine 300 km lange Hochspannungsleitung hat bei natürlicher Leistung Verluste von etwa 5 %). In Wirklichkeit ist das Drehstromnetz aber ein dynamisches System mit zahllosen Energiespeichern in den Leitungen und an den Knotenpunkten, wo rotierende Generatoren, Motoren, Transformatoren und andere Verbraucher angeschlossen sind. Die Übertragung auf den Freileitungen in Form sich mit Lichtgeschwindigkeit ausbreitender elektromagnetischer Wanderwellen wird im folgenden als trägheitsfrei betrachtet, dagegen sind die Winkel und Beträge der Spannungszeiger an den Knotenpunkten durch die mechanischen Polradwinkel bzw. die magnetische Erregung der Generatoren bestimmt, die viel langsamer veränderliche Zustandsgrößen darstellen; weitere Einflußgrößen, wie Transformator-Stufenschalter, statische Kompensatoren etc. bleiben unberücksichtigt.

Die Übertragung von Wirk- und Blindleistung auf jeder Leitung hängt von den Spannungszeigern an den Leitungsenden und der induktiven Impedanz der (im europäischen Verbundnetz meist elektrisch kurzen) Leitungen ab, auf denen gemäß Abb. 15 die Wirkleistung in Richtung abnehmender Spannungswinkel und die Blindleistung in Richtung abnehmender Spannungsbeträge fließt [3]. Die Polradwinkel ε_i der Generatoren werden durch die Antriebs- und Lastmomente, die Spannungsbeträge E_i durch die Erregerströme der Generatoren gesteuert; die Spannungen werden im folgenden als konstant angenommen.

Bei veränderlichem Leistungstransport im Netz müssen sich die Polradwinkel aller Generatoren ändern; dies führt zu elektromechanischen Wanderwellen, die sich mit endli-

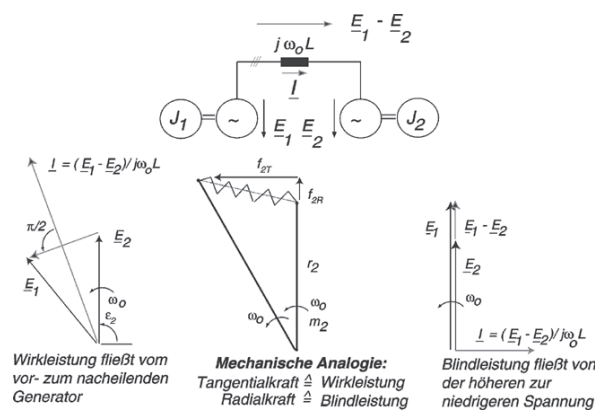


Abb. 15: Modell der Energieübertragung mit Drehstrom

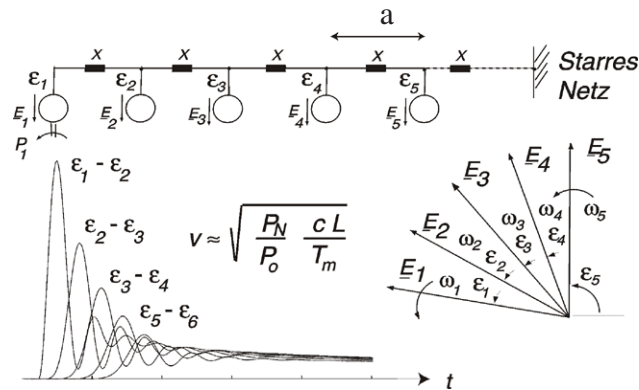


Abb. 16: Elektromechanische Wanderwelle

cher Geschwindigkeit im Netz ausbreiten, während die Energieübertragung auf den Freileitungen selbst mit Lichtgeschwindigkeit erfolgt. Am Beispiel einer homogenen Freileitung mit mehreren leerlaufenden Generatoren im Abstand a sei dies gezeigt, Abb. 16. Dabei sei am linken Generator bei $t = 0$ eine konstante Antriebsleistung eingespeist, die durch die Kettenleitung zum starren Netz übertragen wird.

Bei Annahme konstanter Knotenspannungen von 380 kV, gleichen 400 MW Generatoren und 100 km langen Leitungsabschnitten beträgt die Geschwindigkeit der Wanderwellen 1000 bis 2000 km/s, im stationären Zustand sind alle Leitungswinkel $\Delta\epsilon$ gleich. Im europäischen Netz mit der zweifachen Diagonalentfernung von ca. 6000 km treten zwischen den spanischen und polnischen Netzen Schwingungen mit etwa 4 s Periodendauer auf, was auf eine Wanderwellengeschwindigkeit von 1500 km/s hindeutet.

Um die Ausbreitungsvorgänge in einem vermaschten Netz vereinfacht darzustellen, wird nun die Leitung flächenmäßig auf ein quadratisches Modellnetz erweitert, wo an allen Knotenpunkten drehzahl- und spannungsgeregelte Synchrongeneratoren angenommen sind. Trägheitsmomente und Leitungsadmittanzen sind für jeden Knoten bzw. jeden Leitungsabschnitt wählbar. Die Steuerung der Leistungsübertragung erfolge generatorisch oder motorisch durch Drehmomente m_{ik} , die an den Maschinen als eingeprägt angenommen werden.

Das Modellnetz hat 100 Knotenpunkte, an denen trägheitsbehaftete Maschinen angeordnet sind; durch bis zu 180 Leitungen mit wählbaren Admittanzen lassen sich auch komplexere Netze nachbilden; in Abb. 17 ist gezeigt, wie durch einfaches Weglassen einiger Verbindungen ein C-förmiges Netz mit einer Einschnürung entsteht; die Leitungen links der Einschnürung könnten verstärkt angenommen werden. Die stationären Polradwinkel und die auf den Verbindungsleitungen übertragenen Leistungen lassen sich mit den genannten Vereinfachungen hinreichend genau berechnen, sie entsprechen den verlustoptimalen Lösungen des Netzwerkproblems; dagegen sind die Einschwingvorgänge wegen der Vernachlässigung der generator-internen und turbinen-seitigen Dynamik nur qua-

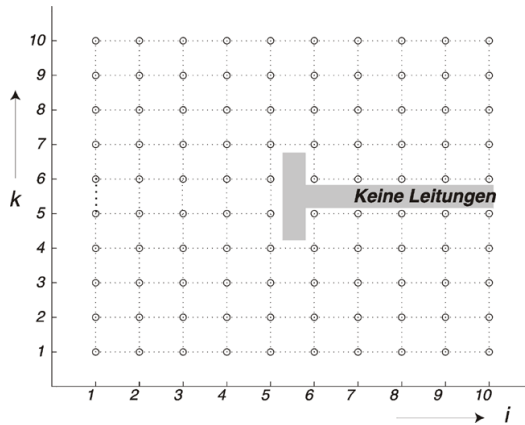


Abb. 17: Beispiel einer Netztopologie

litativ richtig [3]. Mit weiteren Details, etwa der Dynamik der Drehmomente oder der Knotenpunktspannungen, ließe sich das Ergebnis verfeinern, doch steigt dann der Rechenaufwand erheblich an.

In Abb. 18a,b sind die bei einer Durchleitung vom Knoten (10,10) zum Knoten (6,1) entstehenden Leistungsverteilungen dargestellt, wobei Einspeisung und Entnahme gleichzeitig erfolgen; die Leitungen in der Nähe der Einspeise- und Entnahmestellen, sowie an der Engstelle sind verstärkt.

Die auf den Leitungen übertragenen Leistungen sind durch Pfeile wie in Abb. 18a oben angedeutet, deren Längen den Leitungswinkeln und deren Breiten den übertragenen Leistungen entsprechen. Da Einspeise- und Entnahmeleistungen übereinstimmen, tritt keine stationäre Frequenzänderung auf, sie könnte gegebenenfalls aber berücksichtigt werden. Man erkennt, wie die Wanderwellen, ausgehend von den Einspeise- und Entnahmestellen, sich ausbreiten und schließlich einer stationären Verteilung zustreben. Links von der Einschnürungsstelle des Netzes ist die Überlastungsgefahr am größten. Mit der vorigen Annahme von 100 km Leitungslängen und 400 MW Generatoren entspricht die Verteilung in Abb. 18 a einer Zeit von etwa 0.2 sec nach dem Einschalten der Durchleitung.

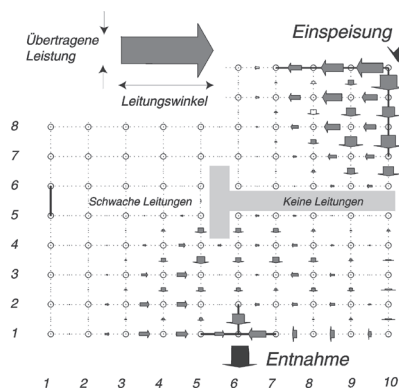


Abb. 18a: Verteilung nach Beginn der Durchleitung

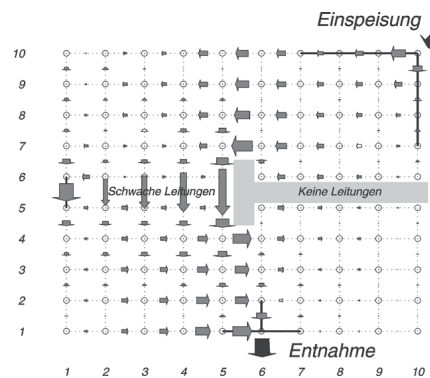


Abb. 18b: Stationäre Leistungsverteilung

Abb. 19a-c zeigen die stationären Leistungsverteilungen bei symmetrisch liegenden Einspeisung- und Entnahmestellen, wenn eine der Leitungen im Einschnürungsbereich ($4,5 \rightarrow 4,6$) abgeschaltet wird. Die in der Verbindung ($1,5 \rightarrow 1,6$) übertragene Leistung erhöht sich naturgemäß bei der Abschaltung, Abb. 19c.

Eine andere Darstellungsform ist in Abb. 20 gewählt, wo die Polradwinkel bei diagonalen Durchleitung in einem homogenen quadratischen Netz (ohne Einschnürung) räumlich aufgetragen sind. Die Wirkleistung auf einer Leitung fließt immer in Richtung abnehmender Polradwinkel.

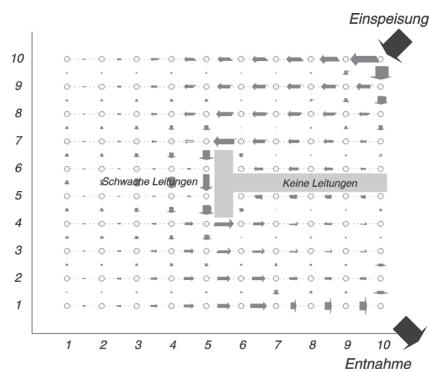


Abb. 19a: Stationäre Leistungsverteilung

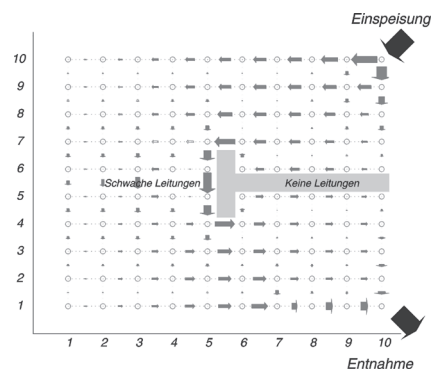
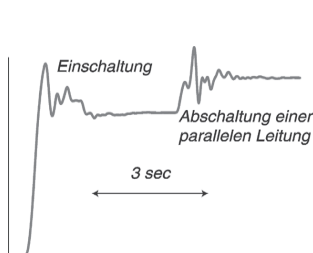
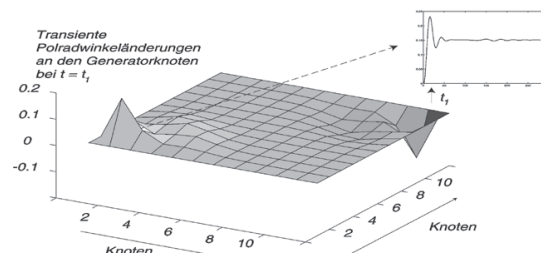
Abb. 19b: Stationäre Leistungsverteilung
nach dem Abschalten von Leitung
 $4,5 \rightarrow 4,6$ Abb. 19c: Leistung in Leitung
 $1,5 \rightarrow 1,6$ 

Abb. 20: Polradwinkel bei diagonalen Durchleitung

4. Netzkennlinienregelung für den planmäßigen Leistungsaustausch zwischen Regelgebieten

Voraussetzung für einen planbaren Leistungsaustausch zwischen verschiedenen Teilen des Hochspannungsnetzes und damit auch für einen Zugang externer Lieferanten zum liberalisierten Netz ist die im Verbundnetz seit langem praktizierte Sekundärregelung nach dem sog. Netzkennlinien-Verfahren. Hierzu werden Netzregelgebiete definiert, die weiterhin den bisherigen EVU-Versorgungsgebieten entsprechen. In jedem Regelgebiet steuert ein Netzregler die zugehörigen Regelkraftwerke, um die Netzfrequenz zu stützen und gleichzeitig die aus dem Regelgebiet in die benachbarten Gebiete fließende Leistung auf

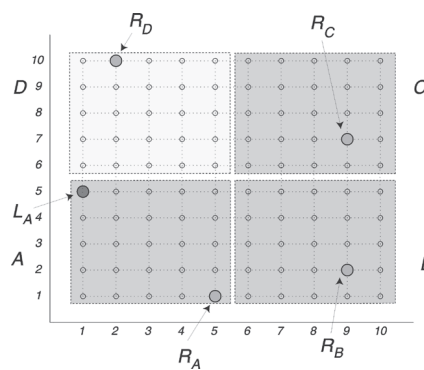


Abb. 21: Modellnetz mit vier Regelgebieten

den vertraglich vereinbarten Sollwert zu bringen; nur so läßt sich ein geordneter Parallelbetrieb der verschiedenen Teilnetze erreichen. Das Prinzip soll anhand des 10 × 10 Knoten-Modellnetzes erläutert werden, das hierzu in vier gleiche Teilnetze A, B, C, D unterteilt wird, Abb. 21. In allen Teilnetzen werden Regelgeneratoren angenommen, die Regel-Leistungen R_A, \dots, R_D ins Netz einspeisen. Wenn Regelkraftwerke in der Nähe von Gebietsgrenzen liegen, ist natürlich vorübergehend auch ein unbeabsichtigter Leistungsfluß zwischen den Regelgebieten unvermeidlich, doch können auch Störungen überall im Netz auftreten und die Wahl der Kraftwerkstandorte erfolgt nach übergeordneten Gesichtspunkten.

Die **Austauschleistungen** auf den Kuppelleitungen zwischen den Regelgebieten sind:

$$P_{AB} = P(5,1 \rightarrow 6,1) + P(5,2 \rightarrow 6,2) + P(5,3 \rightarrow 6,3) + P(5,4 \rightarrow 6,4) + P(5,5 \rightarrow 6,5),$$

$$P_{AD} = P(1,5 \rightarrow 1,6) + P(2,5 \rightarrow 2,6) + P(3,5 \rightarrow 3,6) + P(4,5 \rightarrow 4,6) + P(5,5 \rightarrow 5,6),$$

$$P_{BC} = P(6,5 \rightarrow 6,6) + P(7,5 \rightarrow 7,6) + P(8,5 \rightarrow 8,6) + P(9,5 \rightarrow 9,6) + P(10,5 \rightarrow 10,6),$$

$$P_{DC} = P(5,6 \rightarrow 6,6) + P(5,7 \rightarrow 6,7) + P(5,8 \rightarrow 6,8) + P(5,9 \rightarrow 6,9) + P(5,10 \rightarrow 6,10).$$

Zwischen den Gebieten A und C, bzw. B und D bestehen keine unmittelbaren Verbindungen.

Zusammengefaßt erhält man die gesamten **Exportleistungen der Regelgebiete**:

$$P_A = P_{AB} + P_{AD}; \quad P_B = -P_{AB} + P_{BC}; \quad P_C = -P_{BC} - P_{DC}; \quad P_D = -P_{AD} + P_{DC}.$$

Mit der Summenstatik der vier gleichen Regelgebiet-Kennlinien gelten für die homogenen Teilgebiete (unnormierte) **Netzregelgleichungen**, z.B. für Gebiet A.

$$T_N d R_A / dt = P_{A \text{ Export soll}} + K (f_{\text{soll}} - f) - P_A = P_{A \text{ Export soll}} + \Delta_{A1} = \Delta_A \Rightarrow 0,$$

Dabei ist $\Delta_{A1} = K (f_o - f) - P_A$ der nur aus der Netzstatik, d.h. ohne eine geplante Exportleistung gebildete Gebietsregelfehler, während Δ_A den gesamten Gebietsregelfehler unter Berücksichtigung einer geplanten Soll-Exportleistung $P_{A \text{ Export soll}}$ darstellt und alle

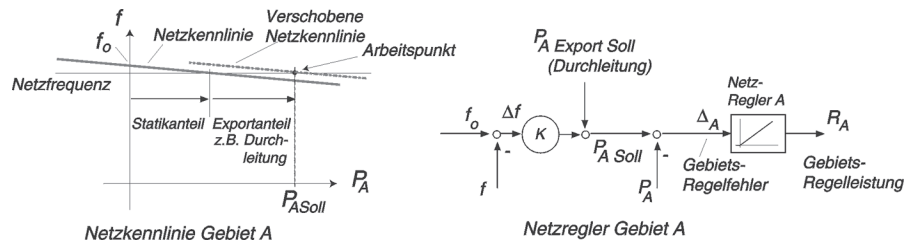


Abb. 22: Kennlinien und Blockschaltbild eines Netzreglers

vom Teilgebiet A ausgehenden Durchleitungen umfaßt. Als Netzfrequenz wird bei der nachfolgenden Simulation der Mittelwert der momentanen Knotenpunkt-Frequenzen $f = (1/100) \sum f_v$ verwendet.

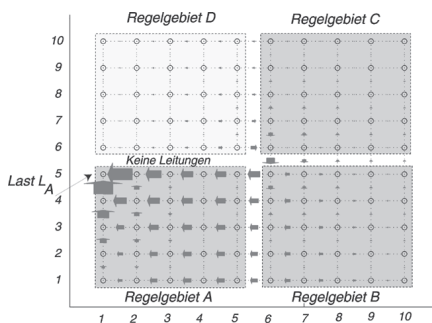


Abb. 23: Leistungsverteilung ohne Netzregler

Angesichts einer möglicherweise veränderlichen Netzstruktur ist Stabilität nur bei einer langsamen integralen Verstellung der Regelleistungen zu erwarten. Dies entspricht der früher genannten Forderung, wonach die Netzregelung erst nach Abklingen der Primärregelvorgänge einsetzen soll, um die dann vorhandenen Abweichungen der Netzfrequenz und der Übergabeleistungen zu beseitigen; der Zeitmaßstab ist 15 min, um die kurzfristige Nachbarschaftshilfe über die Primärregelung nicht durch ein vorzeitiges Eingreifen der Netzregelung zu behindern.

Zunächst wird die bei abgeschalteten Netzreglern im stationären Zustand sich einstel-

lende natürliche Leistungsverteilung berechnet, wenn im Gebiet A eine Last L_A wirksam ist. Diese Last wird im Prinzip von allen, vorzugsweise aber den benachbarten primärregulierten Generatoren übernommen; der stationäre Zustand stellt sich nach wenigen Sekunden ein, Abb. 23.

a) Nun werden die Netzregler eingeschaltet, um die Last L_A zu lokalisieren und gebietsintern mittels R_A auszuregulieren, während die anderen Teilnetze keinen statischen Beitrag liefern sollen.

Mit den Vorgaben

$$P_A \text{ Export Soll} = P_B \text{ Export Soll} = P_C \text{ Export Soll} = P_D \text{ Export Soll} = 0$$

stellt sich $R_A = L_A$ als stationäre Lösung ein, wobei Leistung auch über die nicht betroffenen Regelgebiete B, C, und D fließt, deren Leistungsbilanzen aber davon unberührt bleiben. Der Regelvorgang dauert etwa 15 min, er ist hier abgekürzt dargestellt, Abb. 24 a, b, c.

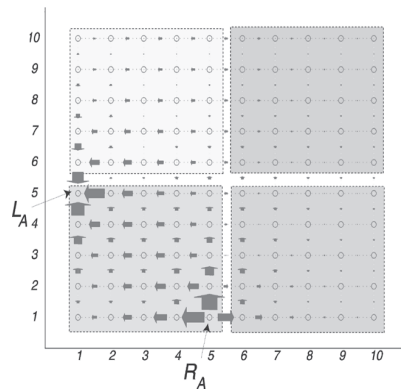


Abb. 24 a: Stationäre Leistungsverteilung mit Netzreglern, Ausgleich der Last im Regelgebiet A

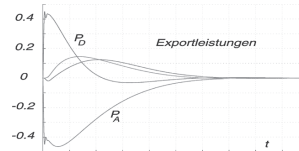


Abb. 24 b: Gebiets-Exportleistungen

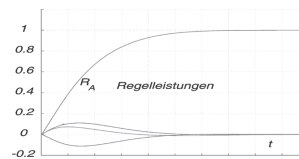


Abb. 24 c: Gebiets-Regelleistungen

b) Nun soll, ausgehend von der natürlichen Anfangsverteilung in Abb. 23, die Last L_A stationär vom Regelgebiet C geliefert und nach A durchgeleitet werden, d.h. die Netzregler werden gemäß

$$P_{A \text{ Export Soll}} = -L_A, P_{C \text{ Export Soll}} = L_A \text{ und } P_{B \text{ Export Soll}} = P_{D \text{ Export Soll}} = 0$$

neu eingestellt. Da zwischen Teilnetz A und C keine direkte Verbindung besteht, $P_{AC} = 0$, muß die Leistung über die Gebiete B und D fließen; deren Leistungsbilanz bleibt jedoch ausgeglichen. Der Vorgang ist in Abb. 25 a, b, c dargestellt

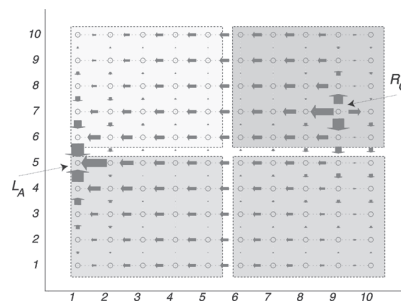


Abb. 25 a: Durchleitung von Regelgebieten C und A

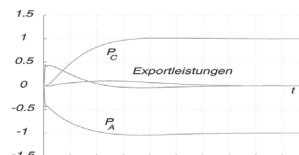


Abb. 25 b: Gebiets-Exportleistungen

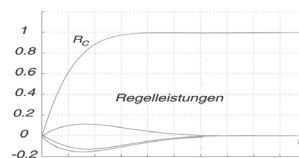


Abb. 25 c: Gebiets-Regelleistungen

c) Bei einem weiteren Versuch wird eine indirekte Durchleitung über mehrere Regelgebiete betrachtet. Hierzu werden die Verbindungen zwischen den Gebieten A und D aufgetrennt, $P_{AD} = 0$. Zunächst seien wieder alle Netzregler abgeschaltet, sodaß sich ein natürlicher Lastfluß mit minimalen Verlusten einstellt, wo die Last L_A vorzugsweise von den benachbarten Generatoren gedeckt wird, Abb. 23. Anschließend werden die Netzregler bei Vorgabe einer planmäßigen Durchleitung gemäß

$$P_{A \text{ Export Soll}} = -L_A, \quad P_{D \text{ Export Soll}} = L_A, \quad P_{B \text{ Export Soll}} = P_{C \text{ Export Soll}} = 0$$

zugeschaltet. Die im Gebiet A benötigte Leistung L_A fließt dann gemäß Abb. 26 a vom Regelkraftwerk im Gebiet D über die Teilnetze B und C zur Last im Gebiet A und im stationären Zustand gilt $R_D = L_A$. Die während des (durch entsprechende Wahl der Regler-Integrierzeit verkürzten) Regelvorganges auftretenden Gebiets-Export und -Regelleistungen sind in Abb. 26 b,c aufgetragen.

Aus den Verteilungen zu Beginn und Ende des Regelvorganges ist ersichtlich, daß die Netzregelung eine Leistungsverteilung mit längeren Übertragungswegen und naturgemäß höheren Leitungsverlusten erzwingt, Abb. 26 d; das Überschwingen ist wieder eine Folge des verkürzten Zeitmaßstabes. Im liberalisierten System werden die Leitungsverluste im Rahmen der Netzzugangsgebühren pauschal berücksichtigt.

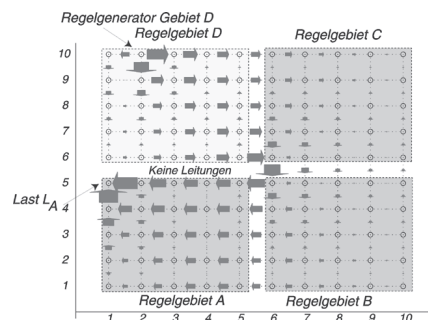


Abb. 26 a: Durchleitung von D über C, B nach A

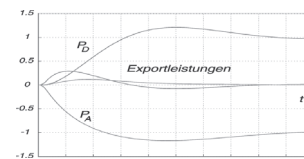


Abb. 26 b: Gebiets-Exportleistungen

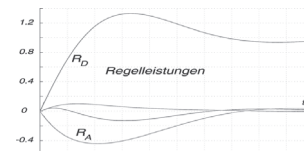


Abb. 26 c: Gebiets-Regelleistungen

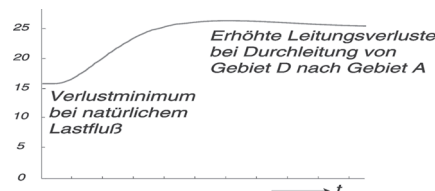


Abb. 26 d: Anstieg der Übertragungsverluste bei einer Durchleitung von D nach A.

5. Energieversorgung im Kraftfeld von Wirtschaft und Politik

Die Vorstellung ist weit verbreitet, daß das elektrische Netz mit seiner enormen Leistungsfähigkeit auch ungeplante Einspeisungen und Belastungen in beliebiger Höhe aufzunehmen und dank seines Speichervermögens scheinbar kostenlos auszugleichen vermag; in Wirklichkeit reicht aber bei sehr großen Leistungen, wie sie im Netz vorkommen können, die in den rotierenden Maschinen gespeicherte und elektrisch sofort verfügbare kinetische Energie nur für kurze Zeit, auch ist der Speichervorgang keineswegs kostenlos. Angenommen, bei der Einspeisung und Entnahme in das elektrische Netz entstünde durch Ausfall von Kraftwerken oder Abschaltung von Übertragungsleitungen ein plötzliches Leistungsdefizit von 10%, so hätten die am Netz verbliebenen Generatoren schon nach etwa 10 Sekunden eine untere Drehzahlgrenze erreicht, wo sie vom Netz getrennt werden müssen, um Schaden zu verhüten, d.h. ein vollständiger Netzzusammenbruch wäre die Folge; die im Netz momentan aktivierbare Energie ist also nicht unbegrenzt und die Leistungsbereitstellung muß dem schwankenden Bedarf sehr genau nachgeführt werden. Der Netzbetrieb ist damit einer praktisch speicherlosen Echtzeit-Produktionsanlage vergleichbar, bei der es kein Besetztsymbol wie im Telefonnetz und keine Warteschleifen wie bei einem überlasteten Flughafen gibt.

Ein aktuelles Beispiel ist die in den letzten Jahren vor allem in Deutschland forcierte Windenergie-Nutzung, die zur Errichtung von Windfarmen mit einer Spitzenleistung von inzwischen etwa 5 000 MW geführt hat; die Einspeisung in das Netz erfolgt dabei zu einem gesetzlich garantierten hohen kWh-Preis, während das Verbundnetz als Speicher zum Ausgleich der naturgemäß schwankenden und allenfalls durch räumliche Verteilung gemittelten

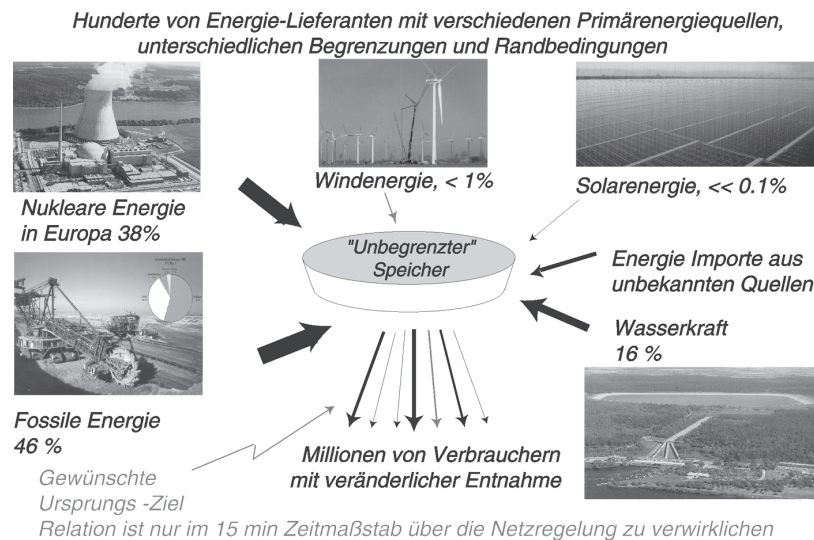


Abb. 26: Das elektrische Energienetz, ein unbegrenzter Speicher?

Windleistung dient. Wenn gerade kein Bedarf besteht, verdrängt die Windenergie über die Netzregelung Regelkraftwerke mit fossilen Energieträgern, die dann im Teillastbereich mit höheren CO₂-Emissionen und Kosten je kWh arbeiten; nicht jede mit Wind erzeugte kWh ist also ein Gewinn für die Umwelt; sicher sind dagegen die der Energiewirtschaft, abgesehen vom fehlenden Umsatz, jährlich entstehenden zusätzlichen Kosten in Milliardenhöhe, sie werden über den Strompreis auf die Allgemeinheit umgelegt.

Kann umgekehrt eine kontrahierte Leistung nicht geliefert werden, etwa bei einer länger dauernden Flaute, muß das Defizit wegen der notwendigen Frequenzhaltung aus den Reserven gedeckt werden. Da die schwankenden Energielieferungen bei verstärkter Nutzung natürlicher Quellen weiter zunehmen, sind die Reserven zu erhöhen, um den Netzbetrieb nicht zu gefährden; so sind die im früheren PREAG-Netz (jetzt e-on) für den Ausgleich der Windenergieschwankungen vorzuhaltenden Reserven in den letzten Jahren von 100 auf 450 MW angestiegen. Dies ist nur ein Beispiel, wie die Energieversorgung als Aktionsfeld für eine staatliche Energie- und Lenkungs politik dient, wo doch die Liberalisierung eigentlich eine Befreiung von politischen Auflagen und die Entfesselung der Marktkräfte bewirken sollte.

Wie schon erwähnt, ist die Bereitstellung der für eine hohe Versorgungssicherheit notwendigen und kurzfristig aktivierbaren Reserveleistung mit zusätzlichen Kosten verbunden, da Generatoren im Teillastbetrieb die Bilanz ausgleichen müssen; entsprechendes gilt für die Blindleistung, wo ruhende Kompensatoren oder größere magnetische Reserven im Feldkreis der Generatoren nötig sind.

In einer liberalisierten Energieversorgung, wo der Energiehandel wegen der Vielzahl der Transaktionen zu wachsenden und stärker schwankenden Einspeisungen und Durchleitungen führt, erhöht sich der Bedarf an Reserveleistung, da Abweichungen zwischen den angemeldeten Leistungen $p_{mn\ plan}(t)$, den eingespeisten und den vom Verbraucher tatsächlich bezogenen Leistungen unvermeidlich sind; durch die im überarbeiteten Grid Code 2000 [6] vorgesehene Bildung von Bilanzkreisen mit saldierten Zu- und Abflüssen wird dieser Effekt noch verstärkt; Aufgabe der ÜNB bleibt es, die Differenzen auszugleichen, indem sie durch Verträge mit Lieferanten für die nötige Leistungsbereitstellung sorgen.

Da Reserven für einen stabilen Netzbetrieb unentbehrlich sind, hat jeder das Netz zum Leistungstransport nutzende Partner anteilig zur Deckung der Netzkosten beizutragen. Mit zunehmender Lieferentfernung sind größere Teile des Netzes betroffen, weshalb die Nutzungsgebühren auch eine entfernungsabhängige Komponente enthalten sollten. Vom Stromhandel, unterstützt vom Kartellamt, wird dies jedoch bestritten und auch die EU vermutet im Vorschlag selbst einer einfachen Nord/Süd-Unterteilung des Bundesgebietes den Versuch einer wettbewerbsbehindernden Diskriminierung; dabei haben andere Länder mit der Liberalisierung noch gar nicht ernsthaft begonnen.

Ohne eine entfernungsabhängige Durchleitungsgebühr könnten im Netz schnell Verhältnisse wie beim heutigen LKW-Verkehr auf den Autobahnen entstehen, wo Lastwagen wegen ungenügender Zuordnung der Infrastrukturkosten als fahrende Lager für „just-in-time“-Produktionen dienen. Zwar findet im Netz kein materieller Transport statt und viele entgegengesetzte Durchleitungen heben sich auf, doch verbleiben Leistungsspitzen, die das Netz belasten und u.U. gefährden. Aus den USA wird über einen Streitfall berichtet, wo ein (auch in Europa aktiver) Stromhändler und IPP ohne eigenes Versorgungsgebiet den

Status eines Regelgebietes erhalten hat und mit Kraftwerken von einigen hundert MW Leistung in das Netz eines größeren ÜNB einspeist. Auf dieser schmalen Erzeugerbasis betreibt er dann Stromhandel mit tausenden von MW, dessen fiktive und erst kurzfristig aktualisierten Fahrpläne die Betriebsführung des übergeordneten Netzes stören.

Die Notwendigkeit ausreichender Reserveleistung im Regelgebiet läßt sich am einfachsten mit der Frequenzhaltung im Netz begründen, die zum Verantwortungsbereich der ÜNB gehört. Da die vom Verbundnetz zugewiesenen Quoten an momentan bereitzuhaltender Reserveleistung von den ÜNB nicht mehr selbst erzeugt, sondern durch Ausschreibung und

Einige elektrische Großstörungen und Netzzusammenbrüche

in den westlichen USA:

2. Juli 1996, Leistungsdefizit ca. 12 GW, 2 Mio Kunden ohne Strom

10. August 1996, Leistungsdefizit ca. 30 GW, 7.5 Mio Kunden ohne Strom

Ursachen:

*Ungenügende Leitungsüberwachung (Erdschlüsse durch Bäume),
Keine Netz-Sicherheitsrechnung, reduzierte Wartungsmaßnahmen,
mangelhafter Informationsaustausch zwischen den Netzbetreibern
Geschätzte Schadenssumme für beide Störungen: **735 Mio US\$***

in Auckland / Neuseeland:

20. Februar 1998 Leistungsdefizit ca. 180 MW,

80 000 Kunden ohne Strom, 5 Wochen Dauer

Ursachen:

*Kurzschlüsse auf 110 kV Kabeln durch ungenügende Wartung
und nicht praxisgerechte Abnahmeverfahren
Geschätzte Schadenssumme: **500 Mio DM***

Letzte größere Störung in Deutschland:

13. April 1976, Leistungsdefizit ca. 4.2 GW, Dauer 2.5 h

***Angeichts möglicher Effekte der Liberalisierung
spricht man bei uns über eine "Premium"- Strommarke ,
mit höchster Versorgungssicherheit und zu höheren Kosten.
Zuverlässigkeit ist nicht umsonst zu haben!***

Quelle: DVG Deutsche Verbundgesellschaft

Verträge kontrahiert werden müssen, lassen sich die Kosten objektiv ermitteln; ob Verträge allerdings ausreichen, alle Eventualitäten abzudecken, muß sich erst noch zeigen. Auf jeden Fall ist es notwendig, die Einhaltung der Zusagen zur Bereitstellung von Reserveleistung zu überprüfen, was durch Frequenz- und Leistungs-Messungen an den Übergabestellen geschehen kann, möglicherweise ergänzt durch Kontrollen der Netzregler-Einstellungen; ähnliches wird aus den USA berichtet, wo einzelne Versorgungsunternehmen sich ungeplanter Entnahmen aus dem Verbundnetz bedienen, um kostspielige Anpassungsmaßnahmen im eigenen Netz zu vermeiden; solche Unternehmen werden dann im Internet zu Recht an den Pranger gestellt.

Wenn das Netz vollständig liberalisiert ist und die ÜNB über keine eigene Erzeugung und keine Verteilungsnetze mehr verfügen, stellen die Preise für Systemdienstleistungen die hauptsächliche Einnahmequelle dar; auskömmliche Preise sind dann eine Voraussetzung für annehmbare Versorgungsqualität, d.h. eine zuverlässigen Energielieferung in den vereinbarten Spannungs- und Frequenzgrenzen. Dennoch werden Kompromisse unausweichlich sein; da die Preise sich nicht mehr an den Kosten orientieren, sondern vom Markt vorgegeben werden, wird die in der Vergangenheit durch große Leistungsreserven und eine aufwendige Schutztechnik ermöglichte hohe Versorgungssicherheit sich nicht aufrechterhalten lassen, sie wird sich vielmehr den Verhältnissen in anderen Ländern annähern. In USA, vor allem in Kalifornien, wo man in den 80er Jahren mit der Liberalisierung der Energieversorgung begonnen hat, ereignen sich alljährlich im Sommer bei der durch Klimaanlagen bedingten Spitzenlast stunden- und tagelange Stromausfälle, deren Schäden auf viele hundert Mio\$ geschätzt werden. Hinzu kommt der Anstieg des Bedarfs durch Zuzug und starkes Wirtschaftswachstum sowie schleppende Genehmigungsverfahren beim

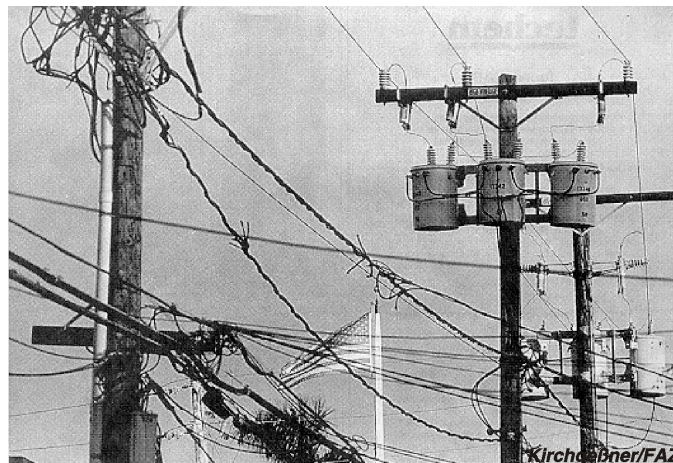


Abb. 27: „Kostengünstige“ Niederspannungsverteilung

Ausbau des Netzes. Angesichts der politisch gewollten Senkung der Strompreise wurde auch ungenügend in die Netze investiert; besonders die Verteilnetze befinden sich oft in einem vernachlässigten Zustand, Abb. 27.

Es gibt inzwischen auch in Europa Versuche, die unteren Grenzen einer als gerade noch akzeptabel anzusehenden Versorgungsqualität zu quantifizieren, doch lassen die veröffentlichten Zahlen nichts Gutes erwarten. Sollte es tatsächlich zu Stromausfällen dieser Dauer und Häufigkeit kommen, wird man sich an frühere Zeiten erinnern und erkennen, daß ein möglichst niedriger Strompreis nur eines von mehreren Kriterien für die Bewertung eines Industriestandortes ist; von Seiten der Politik wird man dann die Versorgungsunternehmen beschuldigen, zu wenig Vorsorge getroffen und die Öffentlichkeit ungenügend informiert zu haben. Inzwischen macht sich sogar der niedersächsische Umweltminister, der bisher eine wichtige Aufgabe darin sah, Energieunternehmen zu behindern wo er nur konnte, Sorgen um künftige Stromausfälle (s. Braunsch. Zeitung v. 2.6.2000). Man kann eben nicht die Versorgungsunternehmen entmündigen und durch Wettbewerb zu rigorosen Einsparungen zwingen, gleichzeitig von ihnen aber Gesamtverantwortung für die Gesellschaft einfordern.

Die Kosten für die Nutzung des Netzes für Dritte und die zugehörigen Netzdienstleistungen sind Gegenstand schwieriger Verhandlungen, die Mitte 98 zu einer ersten und dann im Herbst 99 weiterentwickelten Fassung der sog. Verbändevereinbarungen (Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI), Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW), Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK)) unter Beteiligung des Wirtschaftsministeriums führten. Da auch das Bundeskartellamt und die Wettbewerbsbehörde der EU sich mit diesen Fragen beschäftigen, wird eine endgültige Regelung noch auf sich warten lassen. Wegen der gegenwärtigen Veränderungen innerhalb der deutschen Energiewirtschaft (RWE/VEW, PREAG / Viag (E-on), EnBW / EdF, HEW / BEWAG / VEAG) wird es bis zu endgültigen Richtlinien vor allem bei grenzüberschreitenden Lieferungen noch eine Weile dauern.

Die Verlautbarungen des Kartellamtes zum Fusionsvorhaben von RWE / VEW lassen vermuten, daß man dort noch immer am Monopolverdacht festhält und bei der Entscheidung der EU, die Fusionspläne von Veba / Viag nur bei Abgabe der VEAG-Anteile zu genehmigen, besteht der Eindruck mangelnder Objektivität, angesichts der Tatsache, daß ein staatliches Monopol (EdF) sich fast geräuschlos an EnBW beteiligen kann; ähnlich ist es mit der Übernahme der HEW durch die im Staatsbesitz befindliche schwedische Vattenfall. Daraus ist zu erkennen, daß man von Seiten der Politik nicht wirklich daran denkt, die Energieversorgung zu liberalisieren und den Marktkräften zu überlassen. An die Stelle der Gebietsmonopole mit der zugehörigen Versorgungspflicht sind neue Dogmen und widersprüchliche Auflagen getreten, etwa hinsichtlich der Förderung erneuerbarer Energie und der Kraft-Wärme-Kopplung, der Beschaffung von Reserveleistung durch europaweite Ausschreibung, des Atomausstiegs oder der Auslieferung der für ein Industrieland entscheidend wichtigen Energieversorgung an kurzfristige Handelsinteressen. Zwar sind wir bei der Zuverlässigkeit der Energieversorgung heute noch weit entfernt von den Verhältnissen, wie sie sich in Kalifornien nach der Liberalisierung entwickelt haben, doch sind wir auf demselben Weg.

6. Schrifttum

- [1] CRAPPE, M.: in „Power electronics and control by microelectronics in future energy systems“. EPE Journal, Vol. 10, 2000, pg. 6
- [2] Deutsche Verbundgesellschaft, Der Grid Code, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 1998
- [3] LEONHARD, W.: Regelung in der elektrischen Energieversorgung, Teubner Studienbuch, Teubner Verlag Stuttgart, 1980
- [4] SCHNUG, A., FLEISCHER, U.: Bausteine für Stromeuropa, 50 Jahre Deutsche Verbundgesellschaft (DVG), Heidelberg, 1998
- [5] WELFONDER, E. (Hrsg): Netzregelung und Systemführung, VDI-Berichte 1529, VDI Verlag Düsseldorf, Tagung München 23./24.2.2000
- [6] WINDMÖLLER, R., KREYE, H., GLAUNSINGER, W., STASCHUS, K.: Der neue DVG-Grid Code 2000, Elektrizitätswirtschaft 2000, Heft 12, S. 8
- [7] Grid Code 2000, Aktualisierte Netzzugangsbedingungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, DVG Fachtagung Heidelberg 13./14. 6. 2000
- [8] LEONHARD, W.: Elektrische Energie – auch im Informationszeitalter unentbehrlich, Abhandlungen der Braunschweigischen Wissenschaftlichen Gesellschaft Band 49 (1999), S. 263-280

7. Dank

Der Verfasser dankt den Herren Dr.-Ing. S. Kock und cand. el. D. Fabian für die Ausführung der Netzsimulation und Herrn Dipl.-Ing. A. Simon für die Unterstützung bei der Bildverarbeitung.

Prof. em. Dr.-Ing. Dr. h.c. Werner Leonhard
 Institut für Regelungstechnik · Technische Universität Braunschweig
 Hans-Sommer-Straße 66 · D-38106 Braunschweig